



# О целесообразности применения многофазной установки измерительной Спектр-М для измерения высоковязкой нефти

В. И. ЧУДИН, О. В. ЖИЛЯЕВ – ООО НПО «НТЭС»

В данной статье приводится объяснение невозможности осуществления корректных измерений высоковязкой сырой нефти при помощи измерительных установок сепарационного типа. Делается оценка погрешности измерения, которая может возникнуть при недостаточно эффективной сепарации газа. Предлагается новое технологическое решение проблемы измерения вязкой нефти. Описывается принцип действия и область применения многофазной измерительной установки Спектр-М. Показана целесообразность и возможность применения данного типа установок для измерения количества добываемой продукции нефтяных скважин в широком диапазоне условий применения.

**Ключевые слова:** нефтеводогазовая смесь; сепарация газа; высоковязкая нефть; измерительная установка; многофазная измерительная установка.

**В** настоящее время промышленность выпускает большое количество разнообразных средств технологического учета продукции нефтяных скважин. В основном – это измерительные установки, построенные на принципе измерения, включающем в себя технологический этап сепарации газа из потока нефтеводогазовой смеси – то есть, сепарационные установки.

## К достоинствам сепарационных установок можно отнести следующие:

- измерение количества жидкой и газовой фаз осуществляется прямым способом при минимальной дополнительной погрешности, обусловленной искажающим влиянием нештатной фазы на измерение основной фазы;
- отсутствие необходимости ввода физических параметров измеряемых сред – состав, давление насыщения, плотность и так далее;
- широкая область применения сепарационных установок;
- недостаток доступных и надежных средств измерения, функционирующих на бессепарационном принципе действия (многофазных измерительных установок);
- исторически сложившаяся традиция, согласно которой измерения газожидкостного потока осуществляются только после предварительной сепарации газа.

## Из недостатков сепарационных установок можно упомянуть следующие:

- высокая металлоемкость и стоимость, обусловленная обязательным наличием в составе измерительной установки сепарационной емкости большого объема, которая предназначена для эксплуатации в условиях агрессивной среды, повышенного давления, и вместе с тем должна обладать большим сроком службы;
- высокая стоимость сепарационных установок делает неоправданным их применение на отдельных добывающих скважинах. Как правило, такие установки применяются либо в составе групповых замерных установок (ГЗУ), либо в мобильном исполнении;
- если говорить о применении сепарационной установки в составе ГЗУ, то здесь видим существенный недостаток в прерывистом характере измерения – измерение осуществляется не непрерывно, а периодически. В случае длительного установившегося режима работы скважины данный недостаток не имеет значения, но в некоторых случаях более целесообразно обеспечить полное измерение добываемой продукции.

Как видим, преимущества и недостатки сепарационных установок находятся в таком соотношении, что для потребителя они выглядят привлекательнее, и поэтому большая часть измерений на скважинах осуществляется именно при помощи сепарационных установок. Тем не менее, доля технологических измерений, осуществляемых с помощью бессепарационных многофазных

установок, постоянно растет. Исходя из экономических соображений, понятно, что в первую очередь это происходит вследствие снижения стоимости многофазных измерительных установок.

Однако, существует область условий измерения, в которой бессепарационные измерительные установки имеют столь неоспоримое преимущество по сравнению с сепарационными, что вопрос стоимости уже не играет большой роли, и даже наоборот – применение многофазных установок становится экономически более выгодно, чем сепарационных установок.

Речь идет об измерениях нефти с высокой вязкостью. Большинство современных сепарационных установок, имеющих гравитационный принцип действия, рассчитаны на осуществление измерения нефти с кинематической вязкостью не более 120 мм<sup>2</sup>/с (сСт), и эта цифра совсем не случайна.

Данное ограничение обусловлено в первую очередь требованиями к качеству сепарации газа из газожидкостной смеси. В свою очередь, качество сепарации зависит от нескольких параметров: расход жидкости в сепараторе, скорость всплытия пузырька газа.

Процесс гравитационной сепарации, упрощенно, определяется двумя противодействующими факторами. Первый – это движение жидкости в сторону выходного патрубка сепарационной емкости, и второй – всплытие пузырьков свободного газа, находящихся в смеси, под действием архимедовой силы (рис. 1).

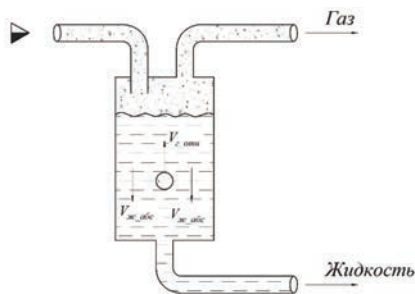


Рис. 1. Всплытие пузырька газа

Итоговая степень сепарации зависит от соотношения этих двух факторов. Абсолютное движение пузырька газа относительно конструкции сепаратора является суммой двух движений: переносного вместе с окружающей жидкостью, имеющей скорость  $V_{ж\text{ абс}}$ , и относительного  $V_{г\text{ отн}}$ , где скорость  $V_{г\text{ отн}}$  – это скорость всплытия пузырька под действием архимедовой силы. Произведя сложение указанных скоростей с учетом их направления, приходим к выводу, что сепарация газа осуществляется в том случае, если скорость всплытия пузырька газа больше скорости движения окружающей жидкости:

$$V_{г\text{ отн}} > V_{ж} \quad (1)$$

В противном случае, если относительная скорость газа менее абсолютной скорости жидкости, то сепарация газа не происходит:

$$V_{г\text{ отн}} < V_{ж} \quad (2)$$

Таким образом, условие (1) дает условие полной сепарации газа, а условие (2) представляет собой условие отсутствия (невозможности) сепарации. Приведенные условия (1) и (2) дают два крайних случая.

Реальные процессы сепарации лежат между двумя этими крайними случаями. Понятно, что такая схема очень упрощает картину, тем не менее, она позволяет сделать качественную оценку.

Если скорость всплытия  $V_{г\text{ отн}}$  является функцией вязкости, то есть свойств жидкости, то абсолютная скорость  $V_{ж}$  является функцией объемного расхода жидкости. В области свободной поверхности жидкости, находящейся в сепарационной емкости, скорость снижения жидкости можно вычислить по формуле:

$$v_{ж} = \frac{Q_{ж}}{S_{св}}, \quad (3)$$

где:  $Q_{ж}$  – объемный расход измеряемой жидкости, м<sup>3</sup>/с,  $S_{св}$  – номинальная площадь свободной поверхности жидкости в сепараторе, м<sup>2</sup>.

Подставив формулу (3) в неравенство (1), получим необходимое условие сепарации газа:

$$Q_{ж} \leq v_{г\text{ отн}} S_{св} \quad (4)$$

Неравенство (4) указывает на то, что условие качественной сепарации газа накладывает ограничение на величину допускаемого расхода жидкости, то есть расход оказывается ограничен сверху. Найдем этот предельный расход:

$$Q_{ж\text{ max}} = v_{г\text{ отн}} S_{св}, \quad (5)$$

где:  $Q_{ж\text{ max}}$  – максимально допустимый расход, при котором обеспечивается сепарация газа.

Проведем оценку качества сепарации для некоего характерного примера. Предположим, у нас имеется сепарационная емкость со следующими параметрами: площадь свободной поверхности  $S_{св} = 1$  м<sup>2</sup>. Оценим качество сепарации в этой емкости для значений кинематической вязкости 100 сСт и 1000 сСт.

Скорость всплытия пузырька газа можно определить по формуле ([1], стр. 18)

$$v = \frac{1}{9} \frac{gR^2(\rho_1 - \rho_2)}{\mu}, \quad (6)$$

где:  $g$  – ускорение силы тяжести, м/с<sup>2</sup>,  $R$  – радиус пузырька, м,  $\rho_1$  и  $\rho_2$  – плотность жидкости и газа соответственно, кг/м<sup>3</sup>,  $\mu$  – динамическая вязкость жидкости, Па·с,  $v$  – искомая скорость, м/с. Исходные данные для расчета: плотность жидкости  $\rho_1 = 1000$  кг/м<sup>3</sup>, плотность газа под давлением  $\rho_2 = 20$  кг/м<sup>3</sup>, радиус пузырька  $R = 0,5$  мм =  $0,5 \cdot 10^{-3}$  м.

Для кинематической вязкости  $\nu_1 = 100$  сСт получаем:

$$\mu_1 = \nu_1 \cdot \rho_1 = 100 \cdot 10^{-6} \cdot 1000 = 0,1 \text{ Па·с}; \quad (7)$$

$$v_1 = \frac{1}{9} \frac{gR^2(\rho_1 - \rho_2)}{\mu_1} = \frac{1}{9} \frac{9,8 \cdot (0,5 \cdot 10^{-3})^2 \cdot (1000 - 20)}{0,1} = 0,0027 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (8)$$

$$Q_{ж\text{ max}1} = v_1 \cdot S_{св} = 0,0027 \cdot 1 = 0,0027 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 233 \frac{\text{м}^3}{\text{сутки}}. \quad (9)$$

Для кинематической вязкости  $\nu_2 = 1000$  сСт получаем:

$$\mu_2 = \nu_2 \cdot \rho_1 = 1000 \cdot 10^{-6} \cdot 1000 = 1,0 \text{ Па·с}; \quad (10)$$

$$v_2 = \frac{1}{9} \frac{gR^2(\rho_1 - \rho_2)}{\mu_2} = \frac{1}{9} \frac{9,8 \cdot (0,5 \cdot 10^{-3})^2 \cdot (1000 - 20)}{1,0} = 0,00027 \frac{\text{м}}{\text{с}}. \quad (11)$$

$$Q_{ж\text{ max}2} = v_2 \cdot S_{св} = 0,00027 \cdot 1 = 0,00027 \frac{\text{м}^3}{\text{с}} = 23,3 \frac{\text{м}^3}{\text{сутки}}. \quad (12)$$

Согласно приведенным расчетам, при кинематической вязкости  $\nu_1 = 100$  сСт максимальный расход жидкости, при котором осуществляется сепарация, равен 233 м<sup>3</sup>/сутки (9), а при кинематической вязкости  $\nu_2 = 1000$  сСт максимальный расход жидкости, при котором осуществляется сепарация, составит 23,3 м<sup>3</sup>/сутки (12).





Таким образом, при вязкости  $\nu_2 = 1000 \text{ сСт}$  для любого расхода  $Q_{жс} > 23,3 \text{ м}^3/\text{сутки}$  сепарация газа будет невозможна, и применение сепарационной установки полностью неоправданно.

При еще большей вязкости, например 5000 или 10000 сСт, максимальный расход жидкости будет еще меньше.

Итак, мы видим, что при высокой вязкости и при превышении некоторой величины расхода процесс сепарации практически прекращается. Отсутствие нормально протекающего процесса сепарации приводит к увеличению погрешности измерения как газа, так и жидкости.

Величина относительной погрешности измерения расхода жидкости составит с учетом (13):

$$\delta Q_{жс} = \left( \frac{Q_{жс\_изм}}{Q_{жс}} - 1 \right) \cdot 100\% = \left( \frac{\frac{Q_{жс}}{1-\alpha}}{Q_{жс}} - 1 \right) \cdot 100\% = \left( \frac{1}{1-\alpha} - 1 \right) \cdot 100\% = \frac{\alpha}{1-\alpha} \cdot 100\% \quad (14)$$

График величины дополнительной относительной погрешности, подсчитанной по функции (14), представлен на рис. 2. Помимо расчетной кривой относительной погрешности, на графике приведена линия, соответствующая допусжаемому пределу относительной погрешности измерения массы сырой нефти в соответствии с требованиями ГОСТ Р 8.615-2005.

На данном графике показана расчетная величина погрешности в случае полного отсутствия сепарации – то есть, верхняя граница дополнительной погрешности. В реальных условиях, в зависимости от величины вязкости, расхода некоторая сепарация все-таки происходит, поэтому результирующая величина погрешности будет несколько меньше. Тем не менее, уже из данного графика становится понятно, что при увеличении газосодержания происходит резкий рост погрешности измерения объема жидкости, практически пропорционально величине газосодержания.

Как видно из рис. 2, возникающая при плохой сепарации погрешность измерения объема жидкости превышает предельно допустимую величину погрешности, задаваемую требованиями ГОСТ Р 8.615-2005, уже при газосодержании выше 2%.

Получающаяся в результате погрешность измерения носит методический характер, поскольку обусловлена несовершенством метода измерения для данных конкретных условий измерения.

Определим величину методической погрешности измерения расхода жидкости, возникающей вследствие отсутствия сепарации, для ситуации, когда на жидкостной линии измерительной установки смонтирован объемный расходомер, предназначенный для измерения расхода отсепарированной сырой нефти.

Допустим, начальное объемное газосодержание смеси равно  $\alpha$ .

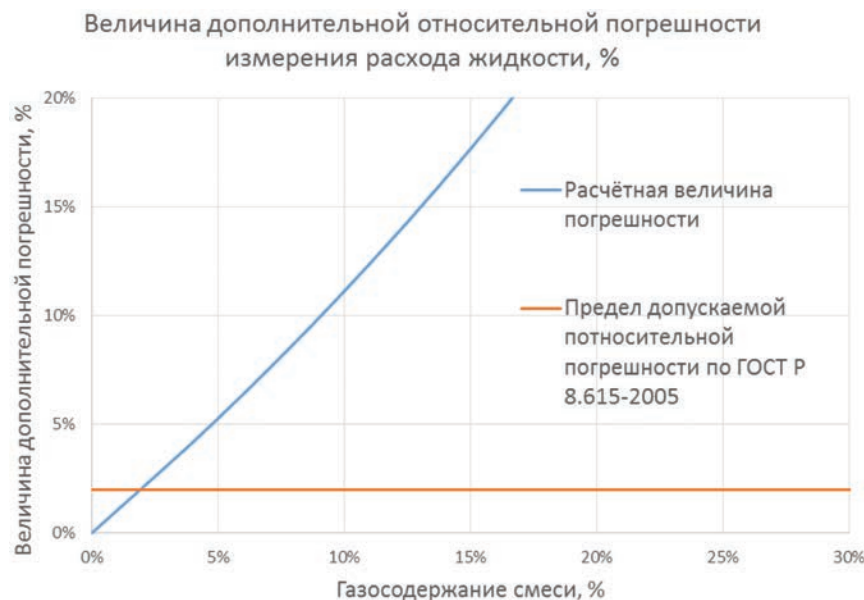
При отсутствии сепарации такое же газосодержание  $\alpha$  будет наблюдаться и в жидкостной линии на выходе из сепаратора. Следовательно, при объемном расходе сырой нефти  $Q_{жс}$  и при газосодержании  $\alpha$ , показания расходомера составят величину:

$$Q_{жс\_изм} = \frac{Q_{жс}}{1-\alpha}, \quad (13)$$

где:  $Q_{жс}$  – фактический объемный расход сырой нефти в жидкостной линии,  $Q_{жс\_изм}$  – измеренная величина объемного расхода сырой нефти,  $\alpha$  – расходная доля газа в потоке.

При газосодержании 30% величина относительной погрешности достигает значения 42% и так далее.

Понятно, что в таких условиях невозможно обеспечить выполнение требований по точности измерения. Для обеспечения качественного процесса сепарации в условиях высокой вязкости нефти пришлось бы строить сепаратор с очень большой сепарационной емкостью, что привело бы к резкому росту стоимости измерительной установки. Таким образом, мы приходим к выводу о целесообразности применения бессепарационных многофазных измерительных установок для измерения объема добытой сырой нефти с высокой вязкостью.



**Рис. 2. График функции дополнительной относительной погрешности измерения объемного расхода жидкости в зависимости от газосодержания газожидкостной смеси**

**Имеем три фактора, указывающие на необходимость применения бессепарационных измерительных установок:**

- **Основной фактор:** В определенной области условий измерения существующие сепарационные методы не позволяют осуществлять полного или вообще разделения высоковязкого потока смеси на составляющие его фазы. В связи с этим применение сепарационного метода не позволяет обеспечить нормы погрешности измерения объема сырой нефти и свободного газа.
- **Другой фактор:** Большая металлоемкость и высокая стоимость установок, использующих сепарационный метод. Сепарационная установка для высоковязких измерений должна обладать сепарационной емкостью очень больших размеров (объем емкости и площадь свободной поверхности жидкости при сепарации). Кроме того, система регулирования уровня не должна иметь подвижных механических частей (поплавок), склонных к зависанию в вязкой среде.
- **Третий фактор:** Отсутствие надежных и недорогих средств измерения, сохраняющих работоспособность и высокие метрологические параметры в условиях высокой вязкости, высокого газосодержания.

Сформулируем также дополнительные требования, предъявляемые к установкам, предназначенным для измерения вязкой нефти:

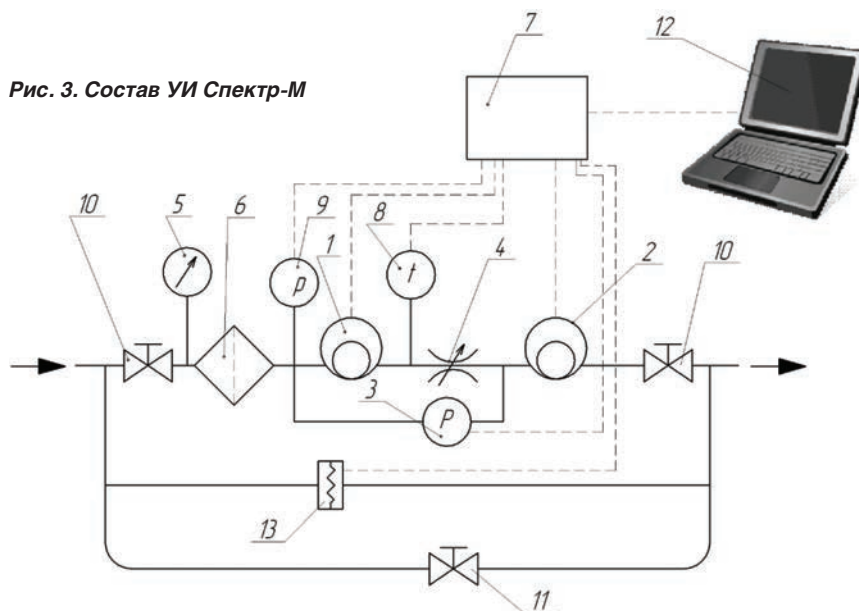
- изменение вязкости нефти в широких пределах от 1 сСт до 30000 сСт не должно приводить к возникновению дополнительных погрешностей;
- установка должна быть нечувствительна к различным динамическим структурам газожидкостного потока и к разности скоростей движения газовой и жидкостной фаз.

Далее будет показано, что всем этим требованиям удовлетворяет установка измерительная бессепарационная (многофазная) Спектр-М.

Установка измерительная Спектр-М предназначена для измерения на объектах нефтедобычи объемного расхода сырой нефти, объемного расхода газа, объемного расхода нефтегазового потока, давления и температуры в потоке; вычисление массы нефти и сырой нефти осуществляется по заданной плотности воды и нефти и концентрации воды в сырой нефти. Область применения установок: системы сбора продукции скважин, в том числе высоковязкой, в процессах нефтедобычи при содержании в измеряемом потоке объемной доли свободного газа от 0 до 90%. Преимущественная область использования – для организации технологического учета добываемой продукции. Возможно использование установки как в стационарном исполнении – для индивидуального учета на отдельной скважине или для группового учета в составе ГЗУ, а также и в мобильном исполнении, при размещении установки на некой транспортной базе.

Данная измерительная установка относится к классу многофазных бессепарационных установок, поскольку в процессе ее функционирования не происходит отделения свободного попутного газа от сырой нефти.

Состав установки представлен на рис. 3. Кроме показанного на рис. 3, в состав системы может входить дополнительное оборудование, а именно: датчик избыточного давления перед фильтром и автоматический пробоотборник. Указанное дополнительное оборудование позволяет проводить мониторинг степени загрязнения фильтрующего элемента и осуществлять автоматический отбор проб продукции.



1 – счетчик объемный камерный №1, 2 – счетчик объемный камерный №2, 3 – дифманометр с разделителями, 4 – клапан дросселирующий, 5 – манометр, 6 – фильтр РУБЕЖ, 7 – блок обработки информации (вычислитель), 8 – датчик температуры, 9 – датчик давления, 10 – задвижка на измерительной линии, 11 – задвижка на байпасной линии, 12 – ПЭВМ для считывания результатов измерений, 13 – мембранно-предохранительное устройство

Линии связи  
 — гидравлическая  
 - - - - - электрическая

Внешний вид установки Спектр-М представлен на рис. 4. В базовой комплектации установка поставляется в защитном кожухе, оснащенный взрывозащищенным устройством электрообогрева.

Камерные объемные счетчики 1, 2 предназначены для измерения объемного расхода и накопленного объема ГЖС. Датчики давления 9 и температуры 8 предназначены, соответственно, для измерения давления и температуры потока. Датчик перепада давления 3 предназначен для точного измерения перепада давления на участке между камерными объемными счетчиками.

Клапан дросселирующий предназначен для создания гарантированной разности давлений на участке между счетчиками. Манометр 5 предназначен







для контроля давления в измерительной линии, в качестве исполнения вместо манометра 5 может присутствовать датчик давления. Фильтр 6 предназначен для отделения крупных механических примесей и для защиты от них камерных счетчиков. Задвижки 10 и 11 предназначены для осуществления в установке байпасной линии, при помощи которой измерительная линия может быть при необходимости отсечена от основного потока. Мембранно-предохранительное устройство (или предохранительный клапан) 13 предназначено для включения дополнительной байпасной линии в случае нештатных ситуаций, например при заклинивании камерного счетчика от механических частиц.

В качестве датчиков объемного расхода (преобразователей расхода) газожидкостной смеси в УИ Спектр-М применяются камерные объемные счетчики РИНГ. Счетчики этого типа обладают существенными преимуществами, позволяющими применять их в широком диапазоне вязкости нефти и газосодержания потока. Во-первых, результат измерения счетчиков (преобразователей расхода) РИНГ практически не зависит от вязкости среды в диапазоне от 1 сСт до 30000 сСт. Более того, увеличение вязкости даже способствует увеличению чувствительности счетчика в области малых расходов. Во-вторых, камерный принцип действия счетчика способствует выравниванию скоростей фаз флюида на входе в счетчик, и как следствие, результат измерения не зависит от динамической структуры потока и от начальной разницы скоростей фаз. В-третьих, принцип прямого измерения объема, реализованный в камерных объемных счетчиках, обеспечивает непосредственное измерение объема флюида независимо от его газосодержания. Таким образом, камерные счетчики объема (преобразователи расхода) РИНГ имеют существенные преимущества перед измерительными приборами других типов – в первую очередь, перед сужающими устройствами, в частности соплами той или иной конфигурации.

Проследим за движением газожидкостного потока через установку и раскроем порядок сбора первичной информации в информационно-измерительной системе установки.

Поток газожидкостной смеси поступает на вход установки, минуя задвижку 10. Далее поток проходит через фильтр 6, и затем поступает на вход камерного объемного счетчика (преобразователя расхода) №1 (поз. 1 на рис. 3). На входе в камерный счетчик 1 установлен датчик абсолютного давления 9, а на выходе – датчик температуры 8, обеспечивающие непрерывное измерение давления и температуры потока соответственно. Выйдя из камерного счетчика 1, поток газожидкостной смеси проходит через клапан дросселирующий 4 и поступает затем на вход камерного счетчика №2. Наконец, газожидкостный поток проходит через выходную задвижку 10 и поступает в выходной трубопровод.

Таким образом, датчики, взаимодействующие с потоком, в непрерывном режиме осуществляют измерение следующей первичной информации:

- абсолютное давление, температура потока;
- разность давлений на участке между двумя камерными объемными счетчиками;
- объемный расход газожидкостной смеси при двух значениях давления;
- контрольный сигнал закрытого состояния дополнительной байпасной линии.

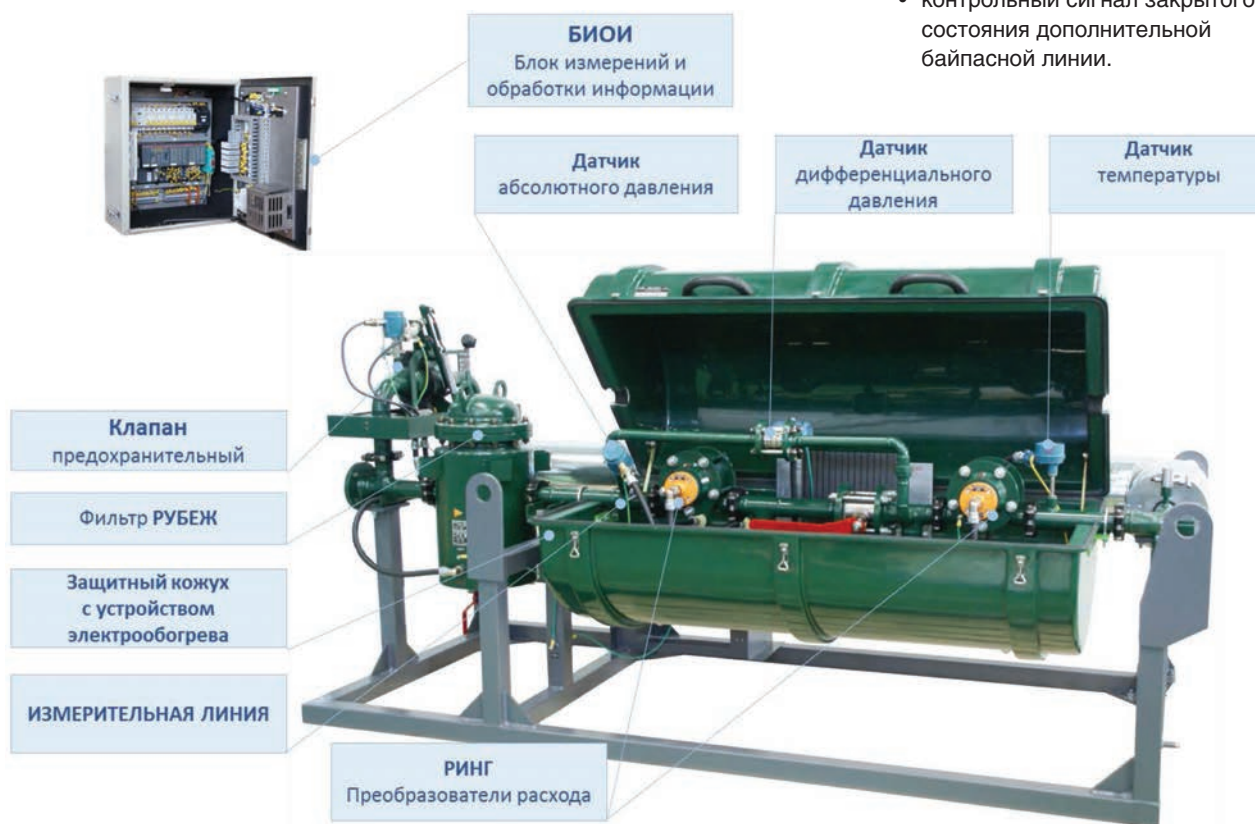


Рис. 4. Внешний вид установки измерительной Спектр-М

Существенным для обеспечения корректного измерения является изменение давления в потоке, которое происходит, главным образом, на клапане дросселирующем 4. Клапан устроен таким образом, что при прохождении через него жидкости или газожидкостного потока происходит дросселирование и необратимая потеря давления. Величина перепада давления на клапане 4 устанавливается в диапазоне 0,02...0,2 МПа. Как следствие, измерение объемного расхода и объема газожидкостной смеси осуществляется в двух термодинамических состояниях: камерный счетчик 1 осуществляет измерение объема при давлении  $p_1$ , камерный счетчик 2 осуществляет измерение объема при давлении  $p_2$ . Далее мы увидим, что наличие двух контрастных термодинамических состояний необходимо для измерения фазового состава газожидкостного потока, а именно, для измерения объемной доли жидкости и газа в потоке. Изменением температуры потока при дросселировании пренебрегаем по двум причинам: во-первых, массовая доля газа в потоке невелика, и поэтому возможное изменение температуры газа нивелируется за счет высокой теплоемкости присутствующей жидкости, и во-вторых, степень расширения  $\Delta p/p_1$  в рабочих условиях установки также невелика, чтобы вызвать заметное изменение температуры.

## Принцип действия и описание физической модели УИ Спектр-М

Жидкость считаем сжимаемой с известным (притом малым) коэффициентом сжимаемости. Газ подчиняется уравнению состояния в форме  $pV = zmRT$ . Процессы сжатия – расширения ГЖС считаем изотермическими. В замкнутой равновесной системе газ – жидкость возможны фазовые превращения (разгазирование или растворение газа) при сдвиге положения равновесия вследствие изменения давления. Считаем также, что растворимость попутного газа в пластовой воде пренебрежимо мала по сравнению с растворимостью газа в нефти. Процесс разгазирования контактный, однократный.

Рассмотрим следующую задачу, максимально просто показывающую принцип действия УИ Спектр-М. Имеется сосуд с жидкостью и газом под давлением (рис. 5).

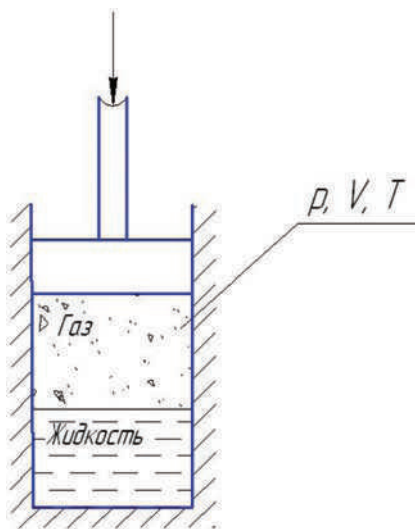


Рис. 5. Расчетная схема для объяснения физической модели

Некоторое количество газа растворено в жидкости. Начальные параметры: объем  $V$ , давление  $p$ , температура  $T$ . Объем жидкости  $V_{жс}$ , объем газа  $V_g$ . Происходит изменение (уменьшение) давления до величины  $p'$ . При этом объем увеличивается до  $V'$ .

Процесс изотермический.

Требуется определить с учетом растворенного и выделяющегося газа объем жидкости без газа (разгазированной). Считаем, что жидкость находится в состоянии насыщения, то есть в равновесии с находящимся над ней газом, и в ней растворено наибольшее для данного давления количество газа.

При увеличении объема происходит уменьшение давления, сопровождающееся процессом разгазирования жидкости.

В результате алгебраических выкладок получаем следующую формулу для объема жидкости.

$$V_{ож} = \frac{V' - \frac{p}{p'} \frac{z'}{z} V}{k(p') - \frac{p}{p'} \frac{z'}{z} k(p) + \frac{p_{ны}}{p'} \frac{z'}{z_0} (1 - w_0)(v(p) - v(p'))} \quad (15)$$

где:

$V_{ож}$  – объем жидкости (сырой нефти) при стандартном давлении и рабочей температуре;

$V, V'$  – объемы ГЖС соответственно начальный и конечный;

$p, p'$  – абсолютное давление начальное и конечное;

$z, z'$  – коэффициенты сжимаемости газа при давлении начальном и конечном соответственно;

$v(p), v(p')$  – значения функции разгазирования при давлении начальном и конечном соответственно;

$k(p), k(p')$  – значения функции усадки нефти при давлении начальном и конечном соответственно;

$w_0$  – объемная обводненность сырой нефти (объемная концентрация воды в сырой нефти);

$p_0 = 0,101325 \text{ МПа}$  – абсолютное давление при стандартных условиях по ГОСТ 8.615-2005.

**Полученная формула нуждается в нескольких пояснениях.**

a) Функция разгазирования,  $v(p) = \frac{V_{gp}(p)}{V_{н0}}$ ,

где:  $V_{gp}(p)$  – объем газа, растворенного в объеме  $V_{н0}$  дегазированной обезвоженной нефти. Данная функция показывает, какой объем газа растворен в 1 м<sup>3</sup> нефти в зависимости от давления  $p$ . Следует понимать, что хотя рассматривается растворение газа при разных давлениях, но каждый раз объем газа приводится к стандартным условиям. Процесс растворения связан с процессом разгазирования – это два противоположных друг другу процесса.

Поэтому для удобства анализа и проведения измерений вводятся понятия функции разгазирования и кривой разгазирования.





$$\text{Функция разгазирования, } G_0(p) = \frac{V_{г\text{-выд}}}{V_{н0}}$$

где:  $V_{г\text{-выд}}(p)$  – объем выделившегося газа при давлении  $p$ , приведенный к стандартным условиям. Характерный вид графиков функций растворения и разгазирования показан на рис. 6.

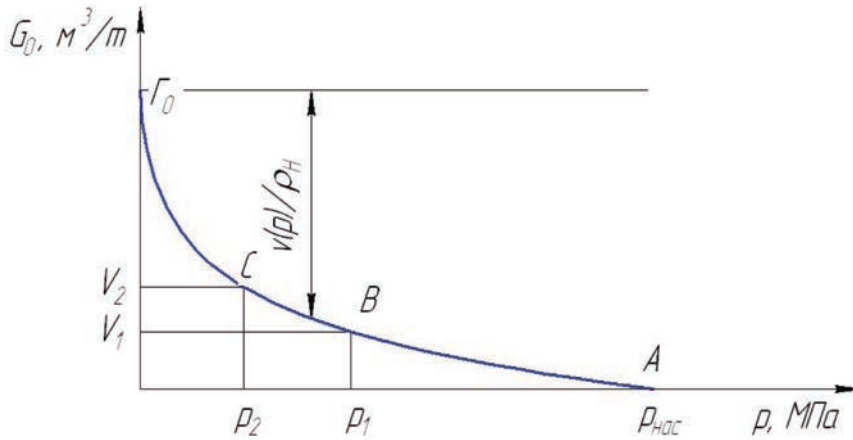


Рис. 6. Вид функции разгазирования (растворения)

Форма кривой разгазирования зависит от состава нефти и газа, в основном от содержания в газе низкокипящих компонентов - азота и метана. Данная кривая рассчитывается в соответствии с методикой расчета кривой однократного контактного разгазирования нефти ([2], стр.12).

Кривая разгазирования показывает, что при давлении насыщения – в точке  $A$  – выделения свободного газа нет. Далее, в точке  $B$  при давлении  $p_1$  из нефти выделяется некоторый объем газа  $V_1$ . При разгазировании до давления  $p_2 < p_1$  объем выделившегося газа составит  $V_2 > V_1$ . На данном графике нас интересует точка  $p_{нас}$  («давление начала разгазирования», «давление насыщения»). Этот параметр закладывается в контроллер установки в качестве константы.

б) Функция  $k(p, T) = \frac{V_{жс}(p)}{V_{жс}(p_0)}$  – функция усадки нефти при разгазировании.

Сырая нефть при разгазировании несколько уменьшается в объеме и в массе за счет перехода части растворенного газа в газообразное состояние.

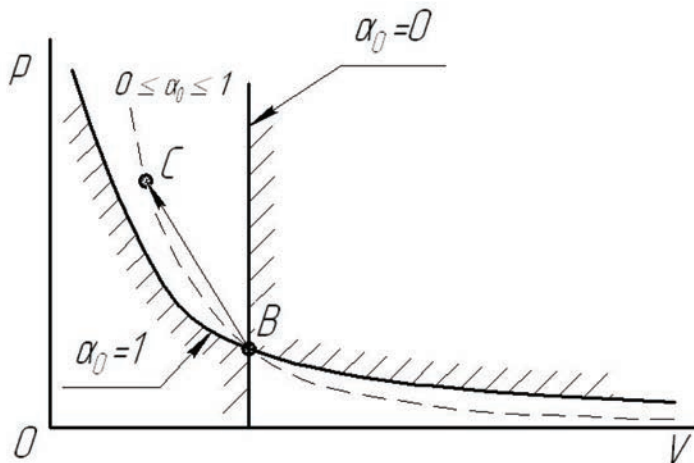


Рис. 7. Графическая интерпретация принципа действия установки

После того, как мы вычислили величину  $V_{0жс}$  – как мы помним, это объем сырой нефти при стандартном давлении и рабочей температуре – мы должны привести ее к стандартной температуре  $T_0 = 293,15K$ . Это выполняется по следующей формуле:

$$V_{жсЭТ} = V_{жс0} \cdot (1 - \beta_{жс}(t_{ср\text{ час}} - 20)), \quad (16)$$

где:  $\beta_{жс}$  – коэффициент термического расширения сырой нефти,  $V_{жсЭТ}$  – объем сырой нефти при стандартных условиях.

Итак, формула (15) позволяет найти объем жидкой фазы в составе газожидкостной смеси. Необходимым условием для применения данного уравнения является достаточная контрастность двух термодинамических состояний, то есть  $p_1 \neq p_2$  (17)

Если это требование не выполняется, то знаменатель в правой части уравнения (15) обращается в ноль, и вычисление становится невозможным. Чтобы исключить данную ошибку, в практической эксплуатации выдвигается требование

$$\Delta p = p_1 - p_2 \geq 0,02 \text{ МПа} \quad (18)$$

Графическая интерпретация принципа действия представлена на рис. 7.

Изобразим процесс изотермического сжатия/расширения газожидкостной смеси на плоскости состояния  $p - V$  (рис. 7). Пусть исходное состояние ГЖС отвечает точке  $B$  на плоскости. Через точку  $B$  можно провести множество кривых, отвечающих условию  $\alpha_0 = const$ . Здесь  $\alpha_0$  – газосодержание объема ГЖС при стандартных условиях. Кривую  $\alpha_0 = const$  на плоскости  $p - V$ , отвечающую изотермическому процессу, будем называть изотермой ГЖС. Крайние изотермы, соответствующие значениям  $\alpha_0 = 0$  и  $\alpha_0 = 1$ , ограничивают область, внутри которой проходят все возможные изотермы с  $0 \leq \alpha_0 = const \leq 1$ . Заштрихованные области снаружи этих двух крайних изотерм обозначают области невозможных сочетаний. Чтобы определить фазовый состав ГЖС, т. е. величину  $\alpha_0$ , необходимо помимо точки  $B$  (базовой) задать положение точки  $C$ , назовем ее определяющей (или контрастной).



Именно поэтому необходимо задать некоторый перепад давления между двумя датчиками расхода установки Спектр-М. Через две точки  $B$  и  $C$  можно провести изотерму ГЖС  $BC$ , и притом только одну. Таким образом, принцип измерения фазового состава основан на определении газосодержания  $\alpha_0$ , соответствующего изотерме ГЖС, проходящей через базовую точку  $B$  и определяющую точку  $C$  на плоскости состояния  $p - V$ . При расчете по алгоритму используются две точки на диаграмме состояния ГЖС.

Область условий измерения УИ Спектр-М очерчена следующими границами:

- Кинематическая вязкость смеси от 1 до 30000 сСт.
- Допускаемая объемная доля свободного газа в потоке смеси от 0 до 90%.
- Допускается пробковая динамическая структура потока смеси.

Область допустимых условий, в которых возможна эксплуатация установки Спектр-М, при сохранении достоверности результатов ее измерений, показана на рис. 8 в сравнении с некоторыми другими средствами измерений сырой нефти.

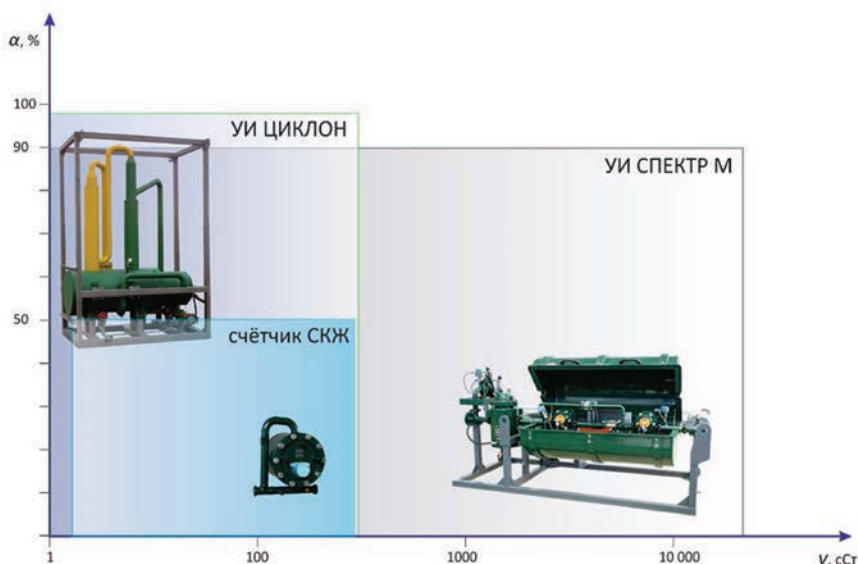


Рис. 8. Допустимая эксплуатационная область измерения УИ Спектр-М

Из приведенной диаграммы видно, что допустимая область условий измерений для установки Спектр-М полностью включает в себя область условий измерения для счетчика СКЖ, и почти полностью включает в себя область условий измерения для установки Циклон. Кроме того, область условий измерения для установки Спектр-М значительно превышает указанные области за счет ее существенного расширения в область высоких вязкостей.



Рис. 9. Пример осуществления эксплуатации УИ Спектр-М

**На сегодняшний день, установка Спектр-М является одним из немногих средств измерения, представленных на мировом рынке, способных осуществлять измерение высоковязких потоков.**

Опытные образцы установок измерительных Спектр-М начали разрабатываться с 2003 года. Начиная с 2010 года, установки данного типа запущены в серийное производство. Установки Спектр-М эксплуатируются в нефтедобывающих подразделениях ПАО «ТатНефть» и ООО «Лукойл-Коми», общим числом около тысячи установок.

## Выводы

1. В некоторых условиях измерения, в частности, при вязкости сырой нефти свыше 120 сСт, использование сепарационных установок для измерения количества добытой нефти не представляется возможным по причине неопределенного качества сепарации газа.
2. В таких случаях целесообразно использование бессепарационных установок, в частности установки измерительной Спектр-М.

## Преимущества УИ Спектр-М при организации учета продукции скважин

1. Обеспечение учета при наличии сложных условий измерения: высокая вязкость продукции, высокое газосодержание нефтеводогазового потока, наличие отложений.
2. Сочетание тех или других сложных условий, приводящее к невозможности эксплуатации установок других типов.
3. Снижение затрат на организацию учета, которое может быть достигнуто за счет применения УИ Спектр-М вместо сложной и дорогостоящей сепарационной установки.

### Литература:

1. Исследование движения многокомпонентных смесей в скважинах. И. М. Муравьев, Н. Н. Репин. М., изд-во «Недра», 1972, стр. 208.
2. Мищенко И. Т. Расчеты в добыче нефти: Учеб. пособие для техникумов. – М.: Недрa, 1989. – 245 с.: ил.